

Generation Adequacy – Lastdeckungsanalysen: Derzeitige Aufgaben des Übertragungsnetzbetreibers und zukünftige Herausforderungen basierend auf den Forderungen des Clean Energy Packages

Marlene Petz, Georg Achleitner

Austrian Power Grid AG, Wagramerstraße 19, 1220 Wien, 050320 56186,
marlene.petz@apg.at, <https://www.apg.at/>

Kurzfassung: Lastdeckungsanalysen auf europäischer Ebene stellen die Basis jedes Übertragungsnetzbetreibers zur Beurteilung der Versorgungssicherheit im jeweiligen Land dar. Durch die laufend zunehmende Zahl an volatilen, erneuerbaren Energieträgern im europäischen System sowie der Reduktion von thermischen Kapazitäten aufgrund von unterschiedlichen Vorgaben (Umwelt, Wirtschaft, Politik) wird die Beurteilung der Versorgungssicherheit eines Landes immer komplexer. Unterschiedliche Prozesse sind im Rahmen der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators) bereits existent, Vorgaben zur Abschätzung der Ressourcen auf europäischer Ebene aus dem Clean Energy Package (Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt Kapitel IV – Angemessenheit der Ressourcen (Artikel 23)) stellen neue Herausforderungen an die bereits existierenden Prozesse. Dieses Paper gibt eine Übersicht auf alle bereits existierenden europäischen Prozesse zur Beurteilung der Angemessenheit der Ressourcen sowie der neuen Aufgaben aus der Verordnung.

Keywords: Versorgungssicherheit, Lastdeckungsanalysen, Angemessenheit der Ressourcen, Generation Adequacy, Ressource Adequacy

1 Einleitung

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit für ein Land wird als eine der Hauptaufgaben des modernen Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) gesehen. Konkret geht es hierbei – neben einigen weiteren Aspekten – primär um die Sicherstellung der Versorgung aller Verbraucher in einem Land zu jedem Zeitpunkt im Jahr. Durch das hohe Maß des Ausbaus erneuerbarer Energieformen und die Stilllegung thermischer Kraftwerke aus Gründen von Wirtschaftlichkeit, Umweltvorgaben oder politischen Entscheidungen, machen die Berechnung der Größen zur Beurteilung der Versorgungssicherheit zu einer herausfordernden Aufgabe im täglichen Betrieb eines ÜNBs.

1.1 Definition Versorgungssicherheit

Zur Beurteilung der Versorgungssicherheit werden im Englischen die Begriffe System Adequacy, Transmission Adequacy und Generation (auch Ressource) Adequacy verwendet.

Konkret setzt sich der Begriff System Adequacy aus den beiden Teilbereichen wie folgt zusammen:

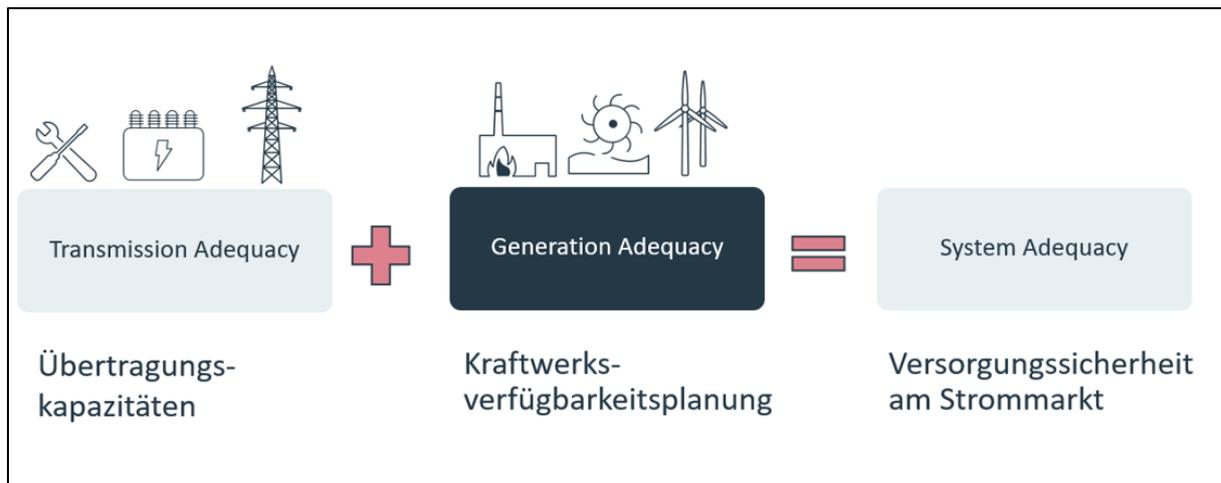


Abbildung 1: System Adequacy Zusammensetzung

Die Versorgungssicherheit im Stromsystem (System Adequacy) gliedert sich in zwei Teilbereiche, nämlich Transmission Adequacy (Übertragungskapazitäten) und Generation Adequacy (Kraftwerksverfügbarkeiten). Der Teilbereich Transmission Adequacy beschäftigt sich mit der Frage, ob vorhandene Leitungskapazitäten in einem Land und zu anderen Ländern zu einem betrachteten, zukünftigen Zeitpunkt ausreichen, um die prognostizierten Energieflüsse zwischen mehreren Ländern zu ermöglichen. Diese Fragestellung wird im Rahmen des Ten Year Network Development Plans (TYNDP) analysiert und im Zweijahrestakt eine Berechnung basierend auf einem europäischen Netzmodell durchgeführt. Ausgehend von den Ergebnissen dieser Berechnung werden zukünftige Leitungsbauprojekte getriggert und im Netzentwicklungsplan (NEP) der APG berücksichtigt.

1.2 Definition Lastdeckungsanalysen (Generation Adequacy)

Im Folgenden wird der Fokus verstärkt auf das Thema Generation Adequacy (oder auch Ressource Adequacy) gelegt. Konkret wird hier die Fragestellung behandelt, ob zu jeder Stunde im Jahr ausreichend Kraftwerkskapazitäten im Land zur Verfügung stehen und somit die Nachfrage durch im Land vorhandene erzeugte Leistung plus Importe gedeckt werden kann. Europäische Lastdeckungsanalysen wurden in den vergangenen Jahren laufend weiterentwickelt und stellen die Basis für nationale Sensitivitäten dar. Isoliert betrachtete Lastdeckungsanalysen machen im modernen europäischen Verbundsystem nur begrenzt Sinn. Europäische Prozesse werden in unterschiedlicher zeitlicher Auflösung erstellt und dienen für jeden Übertragungsnetzbetreiber als Basis, um seine individuelle Situation abzuschätzen. Jedem ÜNB ist freigestellt, basierend auf den europäischen Ergebnissen für sein Land eigene Sensitivitätsanalysen anzustellen.

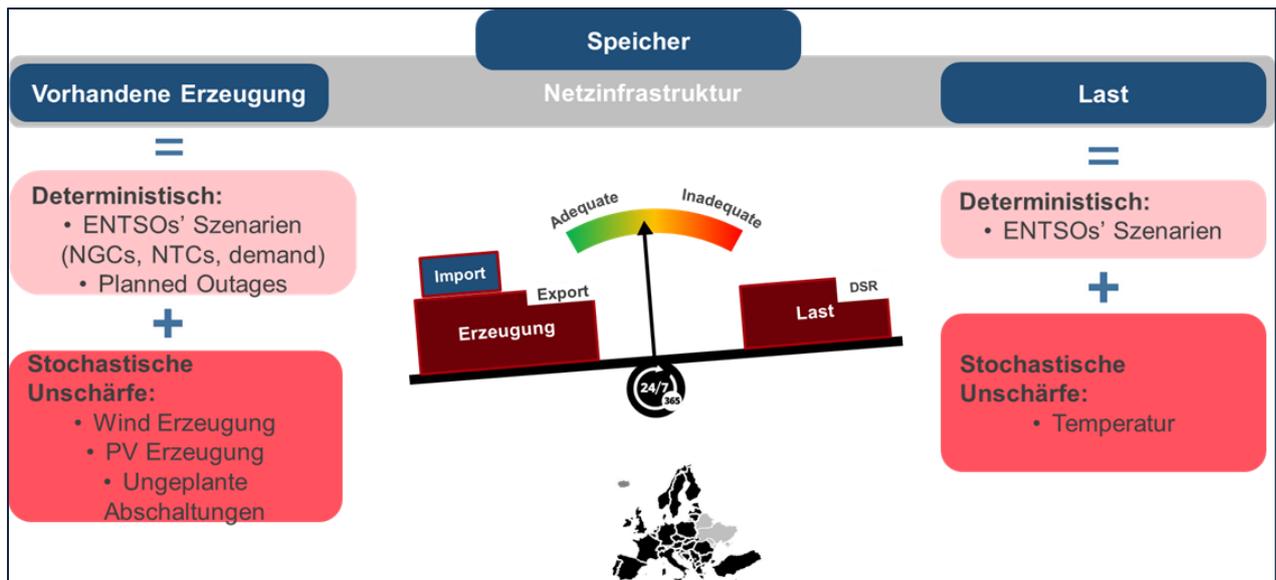


Abbildung 2: Generation Adequacy - Definition

Basierend auf den von allen ÜNBs gelieferten Inputdaten werden Analysen auf deterministischer oder probabilistischer Basis angestellt. Analysen auf deterministischer Basis wurden zu Beginn der Adequacy Berechnungen eingeführt: Inputdaten für einzelne Zeitpunkte (z.B. jeder Mittwoch 19 Uhr) wurden gesammelt und im gesamteuropäischen Raum betrachtet. Da mit dieser Technik gewisse stochastische Unschärfen nicht berücksichtigt werden können, entwickelte man seit 2016 verstärkt probabilistische Analysen. Diese ermöglichen die Berücksichtigung stochastischer Unschärfen, welche aufgrund von Umwelteinflüssen Auswirkungen auf die Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen haben. Weitere Beispiele für stochastische Unschärfe sind z.B. die Temperatur, welche Einflüsse auf die Last hat, und ungeplante Abschaltungen von thermischen Anlagen.

1.3 Probabilistische Berechnung - Kenngrößen

Zur Berücksichtigung der stochastischen Unschärfe wurden Monte Carlo Simulationen gewählt. Hierbei werden bei jedem Rechenlauf jene Eingangsparameter variiert, die entweder von klimatischen Bedingungen abhängen (z. B. Wind-, PV- und hydraulische Einspeisung, Verbrauchslast) oder von anderen Unschärfen betroffen sind (z. B. Ausfall von thermischen Kraftwerken). Diese werden unterschiedlich miteinander kombiniert, um zahlreiche in der Realität mögliche Fälle abzudecken. Daraus ergibt sich für jede einzelne Stunde im Jahr und somit auch für den gesamten Betrachtungszeitraum eine Vielzahl von Ergebnissen, die mit statistischen Methoden ausgewertet werden können. Als Ergebnis für probabilistische Adequacy-Analysen lassen sich daraus folgende Kenngrößen bilden:

- LOLE [h/a] = Lost Of Load Expectation – beschreibt die gemittelte Dauer der Lastunterdeckung, gemessen in Stunden pro Jahr
- ENS [MWh/a] = Energy Not Supplied – beschreibt die Energie, welche zur vollständigen Lastdeckung fehlt

2 Generation Adequacy Prozesse im Überblick

Aktuell befassen sich im europäischen Raum vier Prozesse mit der Berechnung von Lastdeckung, wobei drei im Rahmen der ENTSO-E (European Network for Transmission System Operators) und einer im Rahmen des Pentalateral Energy Forums stattfinden:

- ENTSO-E Mid-Term Adequacy Forecast (MAF)
- Pentalateral Energy Forum (PLEF)
- ENTSO-E Seasonal Outlooks (Winter Outlook - WOR / Summer Outlook - SOR)
- ENTSO-E Short Term Adequacy (STA)

Das Pentalateral Energy Forum gefolgt vom Mid-Term Adequacy Forecast 2016 bildeten die ersten Prozesse, welche einen probabilistischen Ansatz gewählt haben, Short Term Adequacy und Seasonal Outlooks basieren bis dato noch auf deterministischen Berechnungen, jedoch parallel dazu mit Rechenläufen auf probabilistischer Basis.

Im Folgenden werden die einzelnen europäischen Prozesse näher im Detail betrachtet.

2.1 ENTSO-E Mid-Term Adequacy Forecast

Der Mid-Term Adequacy Forecast wird im Rahmen der ENTSO-E jährlich durchgeführt und beschäftigt sich mit Prognosehorizonten bis zu 10 Jahren in die Zukunft. Aktuell sowie in den Prozessen aus den Vorjahren werden zwei Prognosehorizonte definiert, welche im Detail (stündliche Auflösung) probabilistisch betrachtet werden.

Im MAF 2019 wurden die Prognosejahre 2021 und 2025 genauer analysiert, wobei auch für jeden der beiden Horizonte eine Sensitivitätsrechnung angestellt wurde. Im aktuellen MAF 2019 wurde für das Jahr 2021 eine Flow-Based Sensitivität für den Central West European (CWE) Raum und für das Jahr 2025 ein Low Carbon-Ansatz (beschleunigte Reduktion von Kohlekraftwerken) gerechnet.

Zur Ergebnisdarstellung werden die bereits im Kapitel 1.3 definierten Größen LOLE (Loss of Load Expectation) in Stunden pro Jahr und ENS (Energy not Supplied) in MWh pro Jahr verwendet. Diese ergeben sich als Mittelwert aller gerechneter Monte Carlo Jahre und aller Stunden im Jahr. Damit lassen sich länderübergreifend Vergleiche über alle Rechnungen anstellen, es können allerdings keine präzisen Aussagen über die Auftrittszeitpunkte und auch nicht über die Auftrittswahrscheinlichkeit angegeben werden.

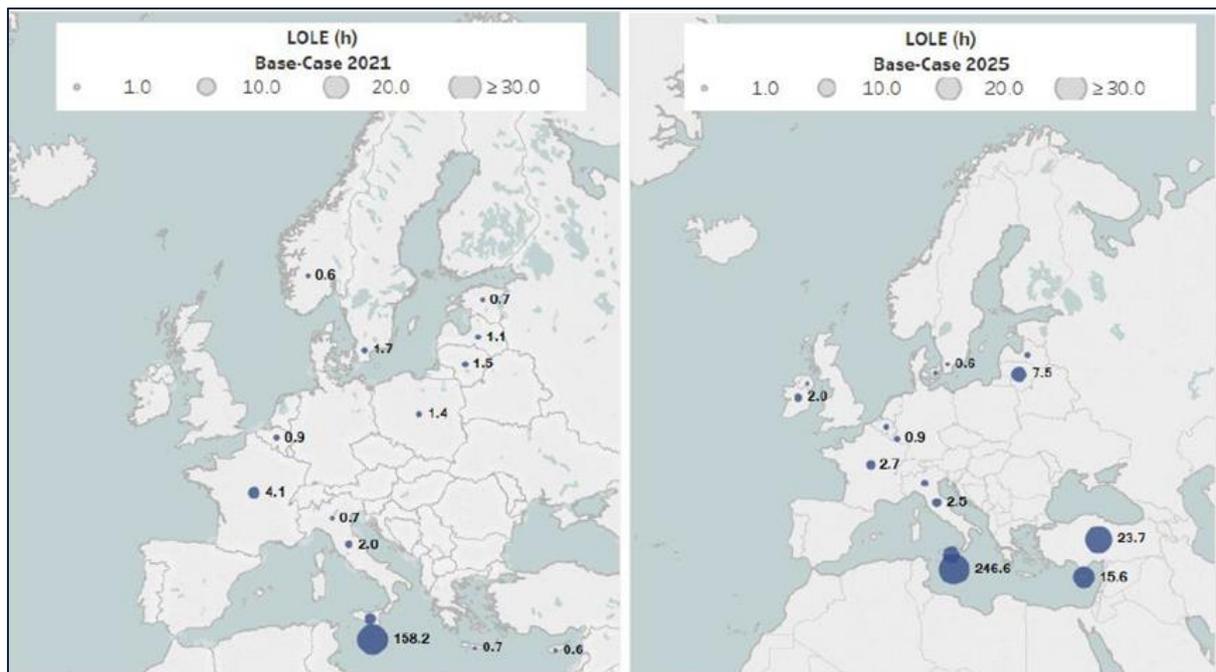


Abbildung 3: MAF 2019 - Ergebnisse LOLE 2021 und 2025 [1]

Die in Abbildung 3 angeführten Ergebnisse resultieren nach der Mittelwertbildung über alle Monte Carlo Jahre und Stunden im Jahr auch noch als Mittelwert von fünf unterschiedlichen Berechnungsprogrammen, die im Prozess parallel verwendet wurden bzw. werden. ENTSO-E hat sich zur Sicherstellung und Kalibrierung der Ergebnisse dazu entschieden, mit unterschiedlichen Tools dieselben Berechnungen durchzuführen. Im Zuge der Kalibrierung können Fehler im Rahmen der Datenlieferung entdeckt sowie Modellierungsfehler einzelner Tools analysiert werden.

Spannend gestaltet sich die Ausweitung des Rahmens des Mid Term Adequacy Forecasts in der Zukunft. Nach Vorgaben der Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt Kapitel IV – Angemessenheit der Ressourcen, Aufgaben im Bereich der Berechnungen zur Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen soll die Berechnung der European Resource Adequacy Assessments (ERAA) in jährlicher Auflösung für die kommenden 10 Jahre Berechnungen anstellen [6]. Hierbei sollen Analysen mit und ohne Berücksichtigung von Kapazitätsmärkten angestellt werden, ein Ansatz mittels Flow Based Market Coupling (wo einsetzbar) gewählt und für 2 Zeithorizonte ein Investment Model erstellt werden. Die Überleitung zur neuen ERAA Methode wird in stufenweiser Form ausgeführt. Eine Umsetzung der maximalen Auflösung von jährlichen Prognosehorizonten ist frühestens für 2023 vorstellbar.

2.2 Pentalateral Energy Forum

Das Pentalateral Energy Forum (PLEF), ist ein Zusammenschluss von sieben Ländern (Österreich, Belgien, Luxemburg, Frankreich, Deutschland, Niederlande, Schweiz), welche sich mit der Berechnung einer Lastdeckungsanalyse für den geografischen Raum dieser sieben Länder beschäftigt. Durchgeführt wird dieser Report im 2-Jahrestakt und als Basis für die Berechnung dient das zuletzt durchgeführte MAF Modell [3]. Der erste PLEF Report wurde im Jahr 2016 veröffentlicht, dieser hatte auch als erster Lastdeckungs-Report im europäischen

Raum einen probabilistischen Ansatz als Grundlage. Gefolgt vom PLEF Report aus dem Jahr 2018 ist aktuell die Berechnung für PLEF 2020 im Gange, welche auf dem Datensatz vom MAF 2019 Report aufbaut. Erwähnenswert ist hierbei, dass nur zwei der fünf Tools, welche im MAF zum Einsatz kommen, verwendet werden. Das Pentlaterale Energy Forum dient auch als Experimentierfeld für neue Modellierungsansätze, welche in weiterer Folge in den ENTSO-E Prozessen übernommen werden können. Aktuell beschäftigt sich die Gruppe mit der Implementierung eines Flow Based Ansatzes, welcher für weiter entfernte Zeithorizonte für den Central Western European Raum (CWE Raum) implementiert wird.

Vor allem die Unterstützung von Ministerien und Regulatoren in dieser Arbeitsgruppe bekräftigt die Arbeit der Übertragungsnetzbetreiber bei der Entwicklung moderner Lastdeckungsanalysen.

2.3 Seasonal Outlooks (Winter Outlook / Summer Outlook)

Bei den saisonalen Outlooks handelt es sich, wie der Name schon verrät, um unterjährig durchgeführte Analysen, welche einen bestimmten Zeithorizont im Laufe eines Kalenderjahres betrachten. Im ENTSO-E Raum hat man hierbei speziellen Fokus auf die Winter- und Sommermonate gelegt. Da es zu Lastdeckungsproblemen tendenziell zu Zeiten extremer Hitze oder Kälte gepaart mit Trockenheit (wenig Erzeugung aus Wasserkraft) kommt, sind diese Monate mit extremen Bedingungen von speziellem Interesse.

Zweimal im Jahr liefern alle Übertragungsnetzbetreiber Daten, welche für das entsprechende Land die verfügbaren Kraftwerkskapazitäten und die Importmöglichkeiten für jeden Mittwoch um 19 Uhr angeben. Am Beispiel Österreich sieht die Kraftwerksverfügbarkeit für einen Zeitpunkt aus dem Winter Outlook 2019/2020 wie folgt aus:

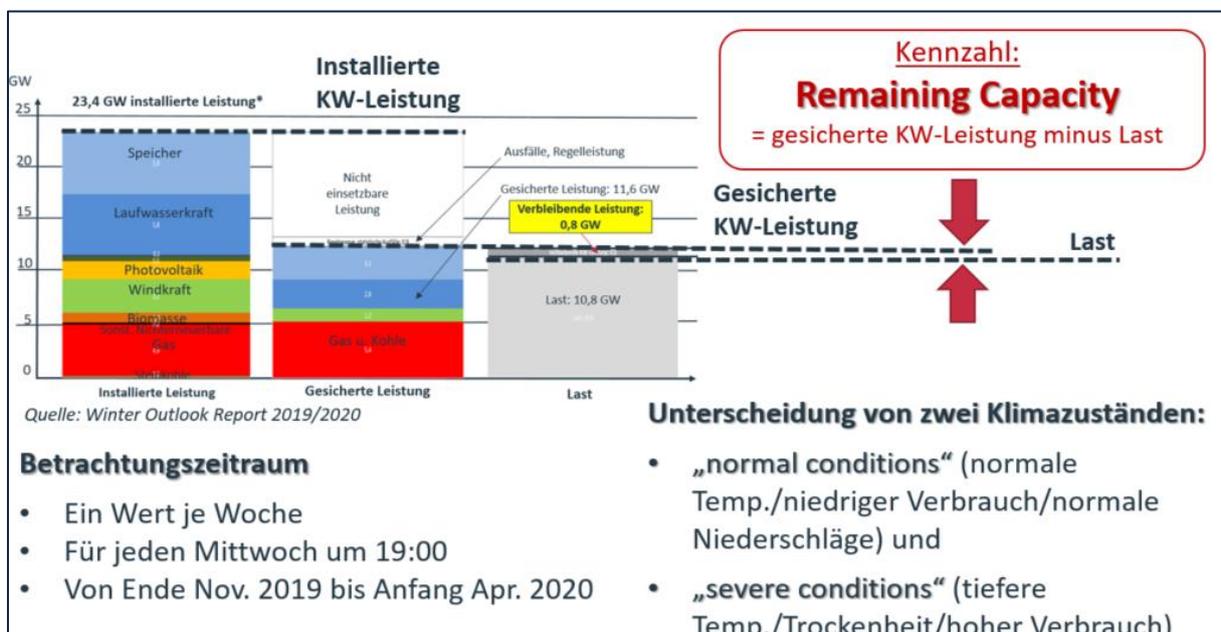


Abbildung 4 - Remaining Capacity WOR 2019/20

Die Kennzahl der „Remaining Capacity“ wird für jedes Land für jeden Mittwoch 19 Uhr in dem betrachteten Zeitraum unter normalen und unter gestressten Bedingungen berechnet. Daraus

ergibt sich eine Matrix in kolorierter Form, welche für jedes Land die Möglichkeiten zu exportieren, zu importieren oder im schlimmsten Fall eine Unterdeckung angibt [4].

Basierend auf den Ergebnissen der Seasonal Outlooks, sind Übertragungsnetzbetreiber dazu angehalten, im Falle von möglichen Unterdeckungen spezielle nationale Studien anzustellen. Aktuell ist es den Übertragungsnetzbetreibern freigestellt, wie solch nationale Studien aussehen.

Seasonal Outlooks werden bis dato deterministisch durchgeführt; basierend auf den Vorgaben der Europäischen Kommission soll mit Umsetzung der Inhalte aus dem Clean Energy Package auch ein probabilistisches Modell für Seasonal Outlooks entwickelt werden. Dieses probabilistische Modell soll daraufhin den einzelnen Ländern als Basis für nationale Studien dienen.

2.4 Short Term Adequacy

Ein bereits im operativen Betrieb eingeführter Prozess zur Lastdeckungsanalyse ist der Short Term Adequacy Prozess. Dieser wird im laufenden operativen Betrieb eines Übertragungsnetzbetreibers einmal pro Woche durchgeführt. Jeden Donnerstag werden mittels automatischer Abfragen aktuelle Wind- und Photovoltaikprognosen sowie Lastprognosen für die Folgetage eingelesen und Kraftwerksverfügbarkeiten für thermische Kraftwerke und Wasserkraft abgefragt. Es folgt eine automatisierte Datenübermittlung an ENTSO-E, wo eine europaweite Berechnung angestoßen wird. Aktuell werden Ergebnisse auf deterministischer Basis ermittelt, parallel läuft bereits eine Pilotrechnung auf probabilistischer Basis.

Da dieser Prozess im täglichen Netzbetrieb Verwendung findet und es hierbei nicht ausreichend ist, einmal pro Woche die nächsten 7 Tage vorherzusagen, ist ein rollierender Prozess in Arbeit. Zukünftig soll der Short Term Adequacy Prozess täglich angestoßen werden und Auskunft zu den folgenden 7 Tage liefern [7].

Die Ergebnisse des STA Prozesses geben aktuell auf Basis einer kolorierten Matrix Auskunft über die Angemessenheit der Ressourcen für jedes Land für jede Stunde der kommenden 7 Tage.

3 Probabilistische Modellierung des Mid-Term Adequacy Forecasts

Der Trend der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen in Zukunft geht ganz klar von einem probabilistischen Ansatz aus. Nachdem der Mid Term Adequacy Forecast jener Prozess ist, welcher den probabilistischen Ansatz als Basis verwendet, wird die Abschätzung der Ressourcen unter Verwendung einer Monte Carlo Simulation an Hand des MAF Prozesses im Folgenden erläutert. Wie schon eingangs erwähnt, dient diese Simulation dazu, stochastische Unschärfen, welche sich aus der Volatilität erneuerbarer Energieträger sowie Temperaturabhängigkeit der Last oder auch ungeplanten Ausfällen von Kraftwerken oder Kuppelleitungen ergeben, zu berücksichtigen.

Dem gesamten MAF Prozess liegt ein vereinfachtes Netzmodell zugrunde, welches jedes Land durch einen Knoten abbildet, und diese sind jeweils durch Kuppelleitungen mit dem Nachbarland verbunden. Jene Länder, die mehrere Preiszonen aufweisen, bekommen

mehrere Knoten pro Land zugeteilt (Schweden, Norwegen, Italien). Die Grenzwerte für die Kuppelleitungen werden von den Übertragungsnetzbetreibern als stündliche Zeitreihe pro Grenze für das Prognosejahr bekannt gegeben (in Abstimmung mit den Werten, wie sie auch für den Ten Year Network Development Plan zur Berechnung verwendet werden).

Pro Knoten werden nun von den ÜNBs Inputdaten für installierte Leistungen aus den unterschiedlichen Kategorien (Wind, Photovoltaik, Wasserkraft, Thermische Erzeugung, sonstige ...) sowie die prognostizierte Last geliefert.

Seit dem Jahr 2019 werden diese Daten in einem einheitlichen Format der Pan European Market Modelling Database 3.0 (PEMMDB3.0) geliefert. Diese neue Datenbank sieht eine neue Einteilung der Wasserkraft in Laufwasser, Speicherkraft, Pumpspeicher und Kavernenkraftwerke vor. Des Weiteren kommt eine detaillierte Aufschlüsselung der thermischen Kraftwerke auf Generator scharfer Basis zur Anwendung. Diese neue Datenbasis soll in Zukunft als Quelle für alle ENTSO-E-weiten Lastdeckungsanalysen dienen.

Kombiniert man nun die installierten Leistungen aus der PEMMDB mit historischen Klimazeitreihen (Lastfaktoren) für Wind- und Photovoltaikerzeugung, welche separat von der TU Delft zur Verfügung gestellt wurden, so erhält man 35 historische Zeitreihen für Wind und Photovoltaikerzeugung pro Land (bzw. Knoten).

Ebenso werden für die historischen Zeitreihen aus Wasserkraft entweder Werte von den jeweiligen ÜNBs direkt geliefert, oder falls der ÜNB keine Zuflussgrößen zur Verfügung stellt, werden diese von einem externen Institut generiert. Ziel ist es, pro Knoten Erzeugungsdaten für 35 historische Klimajahre als Inputgröße für alle Wasserkrafttypen zu haben.

Lastzeitreihen werden ebenfalls für 35 historische Jahre generiert. Hierfür dient ein Lastprognosetool, welches den ÜNBs zentral von ENTSO-E zur Verfügung gestellt wird und somit jeder ÜNB selbstständig mit Hilfe historischer Lastzeitreihen und zukünftigen Entwicklungen für Batterien, Datenzentren, E-Mobilität, etc. seine Prognosen generieren kann. Dies findet allerdings auf freiwilliger Basis statt – falls ein ÜNB seine Zeitreihen nicht selbstständig generiert, werden diese zentral von ENTSO-E erstellt.

Thermische Kraftwerke werden nach Typen zusammengefasst und mit europäisch einheitlichen Werten für Anlaufzeit, Preisen und Ausfallszeiten im Modell hinterlegt.

Sind nun alle Inputzeitreihen im Modell hinterlegt, werden die Simulationen nach folgendem Prinzip zusammengestellt:

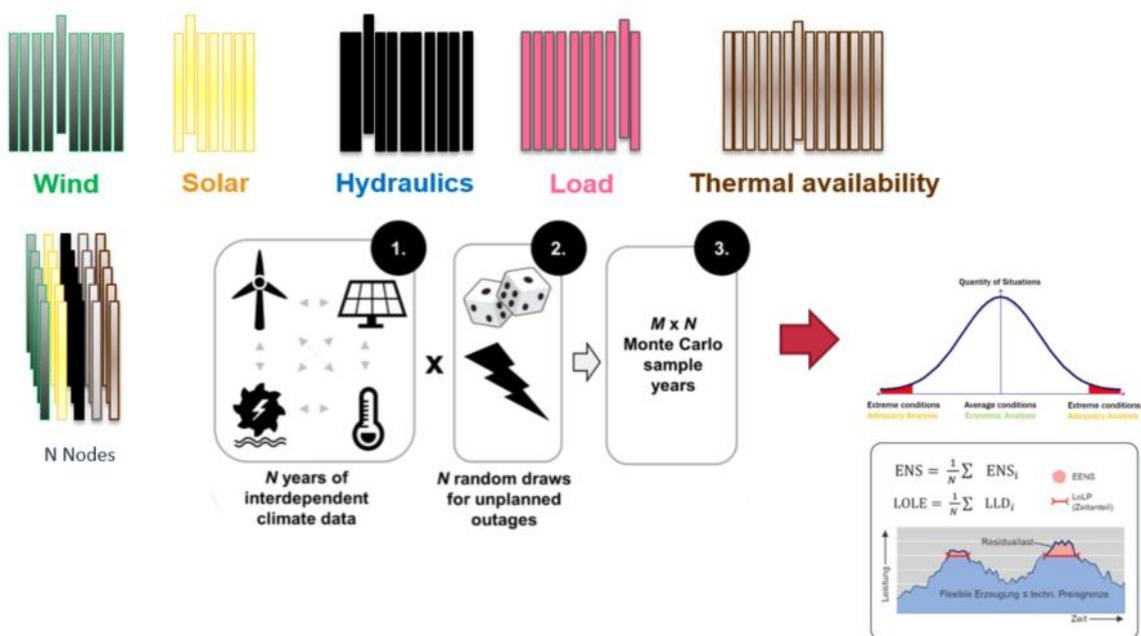


Abbildung 5 - Monte Carlo Simulation [2]

Basierend auf den für alle Erzeugungstypen generierten Zeitreihen für 35 historische Klimajahre werden Simulationen nach einem Zufallsprinzip zusammengestellt. Jede dieser Simulation wird durch ein Set von historischen Klimajahren pro Erzeugungstyp kombiniert mit einer möglichen zufälligen Art für Ausfälle von thermischen Kraftwerkskapazitäten oder Kuppelleitungen gepaart. Dies führt zu einer Gesamtanzahl von Simulationen, welche sequenziell durchgeführt und abgespeichert werden. Je nach Konvergenzkriterium haben die im MAF Prozess verwendeten Tools eine unterschiedliche Anzahl an Simulationen. Final werden statistische Mittelwerte aller Simulationen gebildet und gegebenenfalls noch Extremereignisse (durch 95 oder 5-Percentilwerte) angeführt.

Der begrenzende Faktor dieser probabilistischen Simulationen ist hierbei die Rechenzeit, welche für diese aufwendigen Simulationen verwendet werden. Daher ist die Anzahl der Simulationen als Kompromiss aus Zeit und Rechenleistung der mitarbeitenden ÜNBs definiert.

Die Rechenzeit wird auch mit zukünftigen Herausforderungen, wie der Durchführung der Berechnungen basierend auf einem Flow Based Ansatzes (wo existent) gepaart mit höherer Granularität der Inputdaten ein limitierender Faktor bleiben.

4 Zusammenfassung

Folgend der Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt Kapitel IV – Angemessenheit der Ressourcen (Artikel 23) wird es in Zukunft eine europäische Lastdeckungsanalyse für den mittleren Zeithorizont (bis 10 Jahre in die Zukunft) basierend auf einem lastflussgestützten Ansatz geben. Diese Analyse „European Resource Adequacy Assessment“ (ERAA) wird, sobald im realen ENTSO-E Prozessleben implementiert, einmal pro Jahr für die kommenden 10 Jahre in jährlicher Auflösung durchgeführt und betrachtet jede Gebotszone / alle EU Mitgliedsländer.

Unterschieden wird hierbei in Berechnungen mit der Berücksichtigung eines Kapazitätsmarktes und jenen ohne. Damit ergibt sich pro Jahr ein Minimum von 20 Berechnungen als Basis. Zum Vergleich: aktuell betrachtet ein MAF Prozess zwei zukünftige Zeithorizonte und führt dabei maximal eine Sensitivität pro Zeithorizont aus. Zur Durchführung dieser 20 Basisberechnungen ist definitiv ein automatisierter Ansatz zur Datenaufbereitung notwendig.

Des Weiteren soll die Methode auf angemessenen zentralen Referenzszenarien eine Abschätzung der wirtschaftlichen Beurteilung der Wahrscheinlichkeit für die Abschaltung, vorübergehende Stilllegung und den Neubau von Erzeugungsanlagen und Maßnahmen zur Erreichung der Energieeffizienzziele und der Stromverbundziele liefern. Sensitivitäten bezüglich extremen Wetterereignissen, hydrologischen Gegebenheiten, Großhandelspreisen und CO₂ Preisen sind ebenfalls Teil der neuen Methode.

Die Modelle dieser jährlich angewandten europäischen Methode dienen allen Übertragungsnetzbetreibern zur Durchführung eigener Sensitivitätsanalysen und werden unterjährig durch Seasonal Outlooks und dem Short Term Adequacy Prozess validiert und verbessert.

Die Aufrüstung der Seasonal Outlooks und Short Term Adequacy Prozesse auf probabilistischer Basis ist ebenfalls eine Basisforderung, erste Versuche von parallelen Rechenläufen werden aktuell bereits durchgeführt. In naher Zukunft soll bereits der Seasonal Outlook von dem Grundgerüst des ERAA Modells abgeleitet und durch aktualisierte Inputdaten laufend verbessert werden.

Regelmäßige Lieferung von plausiblen Inputdaten von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber stellt die Grundlage für einen funktionierenden Prozess dar.

5 Referenzen

- [1] ENTSO-E: "Mid-Term Adequacy Forecast 2019 Edition", Brussels, 2019
- [2] ENTSO-E: "Mid-Term Adequacy Forecast 2018 Appendix 1: Methodology and Detailed Results 2018 Edition", Brussels, 2018
- [3] Pentilateral Energy Forum Support Group 2: "Generation Adequacy Assessment Jan. 2018", Brussels, 2018
- [4] ENTSO-E: "Seasonal outlooks" Online available: <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>
- [5] ENTSO-E: "Short Term Adequacy Forecasts (STA) implementation guide", Brussels 2019
- [6] Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt
- [7] Verordnung (EU) 2019/941 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt
- [8] M. Petz et al.: "Advanced modelling of generation adequacy in Europe", 54th International Universities Power Engineering Conference, Bucharest, 2019